

---

---

УДК 621.311.001.5+303.732.4

## ПОДХОДЫ К УПРАВЛЕНИЮ РЕЖИМАМИ КРУПНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ЕЕ СИСТЕМНЫХ СВОЙСТВ

© 2021 г. А. В. Малафеев\*

ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»,  
Магнитогорск, Россия

\*e-mail: malapheev\_av@mail.ru

Поступила в редакцию 25.05.2021 г.

После доработки 02.08.2021 г.

Принята к публикации 06.08.2021 г.

В работе рассмотрены современные проблемы в области управления режимами систем электроснабжения крупных промышленных предприятий. Выполнен анализ структуры промышленного энергетического узла на примере одного из крупных предприятий черной металлургии. Рассмотрена структура оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством предприятия и ее взаимосвязи, а также взаимодействие с энергосбытовыми компаниями, смежными сетевыми компаниями и сторонними потребителями. Сформулированы свойства таких объектов, позволяющие отнести их к классу больших производственно-экономических систем. На их основе сделаны выводы о подходах, которые необходимо применять при решении задач управления режимами, а также требованиях к математическим методам расчета и оптимизации режимов крупных промышленных систем электроснабжения.

*Ключевые слова:* система электроснабжения, большая производственно-экономическая система, структурная сложность, двойственность, иерархичность, многовариантность, многокритериальность, организованность, управляемость, эргатичность

DOI: 10.31857/S0002331021040075

### ВВЕДЕНИЕ

Произошедший переход энергетической отрасли России из монопольной сферы в сферу конкурентных отношений вызвал пересмотр промышленными предприятиями структуры централизованного электроснабжения от электроэнергетических систем, что привело к развитию собственных источников электроэнергии, не зависящих от режимов работы энергосистем и вырабатывающих более дешевую электроэнергию. Это позволяет как снизить себестоимость готовой продукции предприятия за счет снижения доли энергоресурсов, так и повысить надежность функционирования сложных технологических процессов в аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы.

Кроме того, действующие на настоящий момент правила деятельности рынков электроэнергии в Российской Федерации стимулируют потребителей к широкому использованию собственных генерирующих источников в процессе управления режимом системы электроснабжения, что обусловлено значительным разбросом цен на электроэнергию на рынке «на сутки вперед» в течение суток, а также возможностью участия потребителей с регулируемой нагрузкой в работе балансирующего рынка с целью влияния на равновесную цену. Это относит такие предприятия к классу активных

потребителей – понятие, широко используемое в рамках концепции создания и развития активно-адаптивных электрических сетей<sup>1</sup>.

Для решения названных проблем многие предприятия, располагающие вторичными энергоресурсами, создают и расширяют собственную энергетическую базу, включающую тепловые электростанции и котельные, утилизирующие попутный газ, технологический пар и другие виды энергоносителей. В значительно меньшей мере для этого используется возобновляемая энергетика, что обусловлено как высокой стоимостью оборудования, так и зависимостью объема вырабатываемой электроэнергии от изменчивых климатических факторов и чрезвычайно плохой управляемостью.

Сооружение новых и расширение имеющихся заводских электростанций во многих случаях приводит к существенному усложнению энергохозяйства предприятия, а, следовательно, изменяются условия работы электрических сетей и подстанций, релейной защиты и автоматики, электрооборудования потребителей во всех видах эксплуатационных режимов. Усложняется и анализ режимов системы электроснабжения диспетчерской службой. Важно также то, что исторически сложилась структура, когда от электрических сетей крупного градообразующего предприятия получают питание другие предприятия, городские электрические сети, близлежащие мелкие населенные пункты и сельские районы; осуществляется транзит мощности в соседние энергосистемы. Это является причиной присвоения предприятию статуса территориальной сетевой организации (ТСО) и добавляет в перечень задач планирования деятельности электросетевого хозяйства вопросы, связанные с оказанием услуг по передаче электроэнергии сторонним потребителям и смежным сетевым компаниям.

В таких условиях от диспетчерского персонала энергохозяйства крупного предприятия требуется быстрое принятие решений, касающихся изменения текущего режима при проведении плановых мероприятий, аварийных отключениях, изменениях режима энергосистемы и ситуации на оптовом рынке электроэнергии и мощности. Это невозможно без оперативного анализа последствий планируемых режимов в условиях нормальной эксплуатации и вынужденных режимах, которое осуществимо лишь при соответствующем программном оснащении рабочего места диспетчера. Математическое, алгоритмическое и программное обеспечение для этой цели разработано и широко применяется для планирования и управления режимами энергосистем различных уровней иерархии, системы электроснабжения же имеют ряд специфических особенностей и для них методическое и программное обеспечение является недостаточным. Задача усложняется, если на предприятии имеются собственные электростанции.

Все перечисленное говорит о необходимости разработки методологического подхода к управлению эксплуатационными режимами системами электроснабжения по противоречивым критериям экономичности, надежности, допустимости режимных параметров с учетом взаимосвязей с внешними подсистемами энергетики и внутренними подсистемами предприятия на основе неопределенных характеристик факторов, влияющих на режим.

## СТРУКТУРА И ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КРУПНОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На выбор способов управления существующей системой электроснабжения наибольшее влияние оказывают задачи обеспечения ее наибольшей экономической эффективности при соблюдении требуемых условий связи с энергосистемой. Как правило, используется два способа управления – выбор рационального состава элементов и выбор параметров режима. При выборе рационального режима эти две задачи часто приходится решать совместно.

<sup>1</sup> Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью: ред. 5.0. – М., 2012. – По материалам официального сайта ПАО «ФСК ЕЭС» [www.fsk-ees.ru](http://www.fsk-ees.ru).

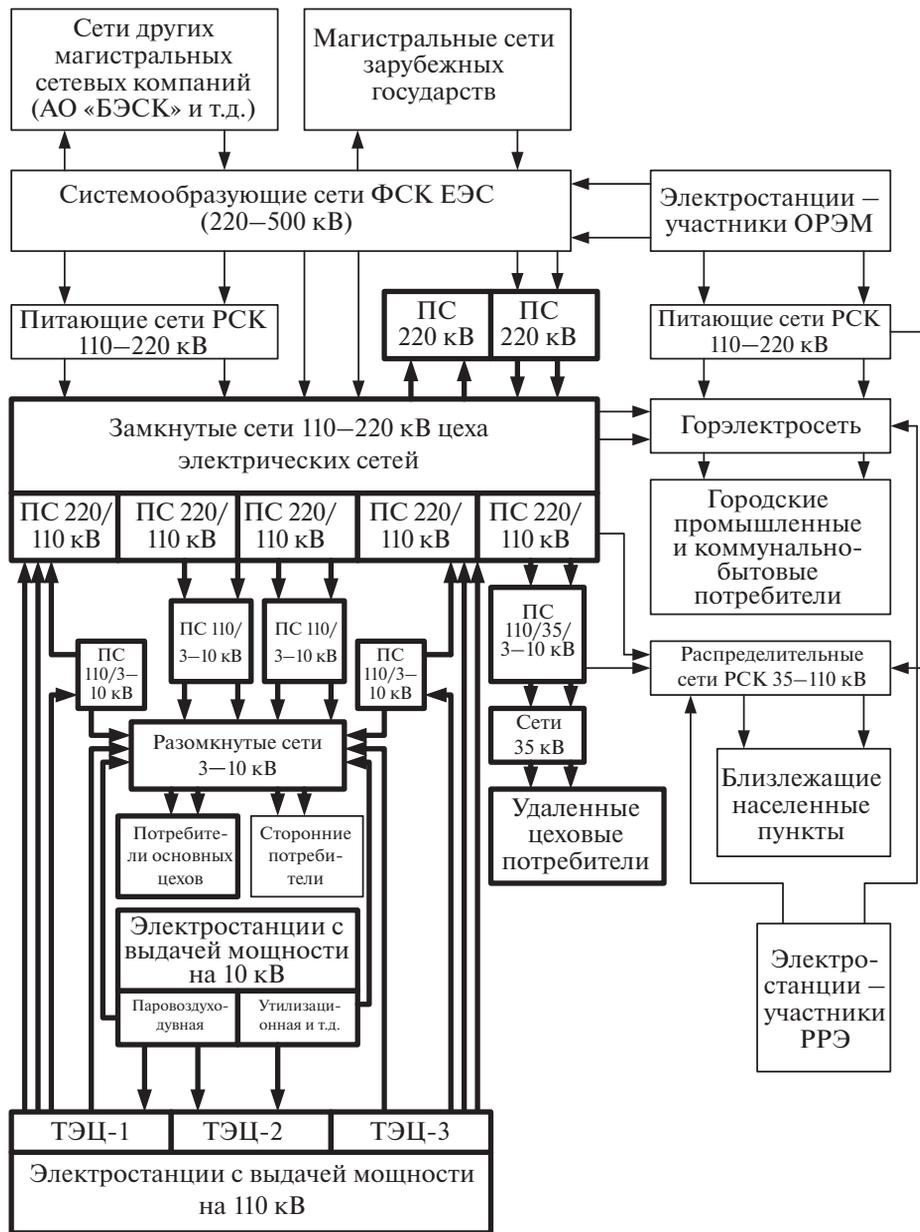


Рис. 1. Упрощенная схема промышленного энергетического узла.

Упрощенная структурная схема промышленного энергетического узла показана на рис. 1. Утолщенными линиями выделена часть схемы, входящая в границы балансовой принадлежности градообразующего промышленного предприятия.

К характерным чертам такой схемы можно отнести следующее.

1. Источниками питания со стороны энергосистемы чаще всего являются системные подстанции 500/220 кВ и электростанции, осуществляющие выдачу мощности в

основную сеть энергосистемы также на напряжениях 220 кВ и 500 кВ (для условий ОЭС Урала).

2. Основная доля нагрузки принадлежит крупным промышленным предприятиям, зачастую это одно-два градообразующих предприятия черной или цветной металлургии, машиностроения, нефтехимии и т.д. (Магнитогорский энергорайон – ПАО “ММК”, Челябинский энергорайон – ПАО “ЧМК” и ПАО “ЧЭМК”, Череповецкий энергорайон – ПАО “Северсталь”, Новокузнецкий энергорайон – ПАО “ЗСМК” и ПАО “КМК” и т.д.). Надо отметить, что доля электроэнергии в энергобалансе металлургических предприятий достаточно велика, так для ММК это около 10% от общего энергопотребления [1, с. 55–70]. С развитием электроемких производств (электросталеплавильное производство, производство холоднокатаного листа) эта величина будет расти. При этом доля в общем энергопотреблении электростанций достигает 17% (при оценке энергопотребления в гигаджоулях на тонну сырой стали).

3. Питающие линии 220 кВ принадлежат в большинстве случаев ПАО “ФСК ЕЭС” (или другой магистральной компании, такой, как АО “БЭСК”, АО “Сетевая компания” и др.), в ряде случаев – какой-либо распределительной сетевой компании, как входящей, так и не входящей в группу компаний ПАО “Россети” (на схеме – РСК).

4. Верхний уровень системы электроснабжения сформирован кольцевыми либо сложнзамкнутыми сетями напряжением 110–220 кВ, которые полностью или частично находятся на балансе предприятия. Через эти сети, кроме питания собственной нагрузки, осуществляется транзит мощности в региональные сетевые компании. Возможно и обеспечение системного транзита вплоть до обеспечения связи между региональными энергосистемами (РЭЭС). Так через Магнитогорский энергетический узел (МЭУ или Магнитогорский энергорайон – МЭР) обеспечивается связь между Башкирской, Челябинской и Оренбургской энергосистемами, а также в целом между ОЭС Урала и ЕЭС Республики Казахстан.

5. Значительная часть нагрузки обеспечивается за счет местной генерации. Основная доля принадлежит электростанциям предприятия, которые могут работать как на покупных, так и на местных энергоресурсах, как правило, ВЭР предприятия (характерный пример – черная металлургия). Кроме того, в узле могут функционировать установки распределенной генерации относительно небольшой мощности, принадлежащие как потребителям, так и генерирующим компаниям.

6. Электростанции предприятия, как правило, выдают мощность как в сети 110–220 кВ, так и в сети генераторного напряжения. Соотношение между величинами выдачи зависит от степени близости электростанции к потребителям электрической и тепловой энергии; для технологических электростанций – схемными и технологическими особенностями цеха, энергообеспечение которого они осуществляют (например, паровоздуховные и электровоздуховные электростанции металлургических заводов, зачастую составляющие одно целое с доменным цехом); для ТЭЦ, ориентированных на теплоснабжение и электроснабжение городских районов – удаленность городских потребителей.

7. От сетей практически всех классов напряжения питаются сторонние потребители – как посредством сетей, принадлежащих региональным сетевым компаниям или муниципальным электрическим сетям, так и собственных линий (субабоненты). В связи с этим ряд промышленных предприятий с такими системами электроснабжения (СЭС) имеет статус территориальных сетевых организаций (ТСО), входящих в соответствующий реестр. Таким образом сети 110–220 кВ предприятия осуществляют питание собственно нагрузки предприятия, городских потребителей, а также ближайших городов, поселков и сельских районов, т.е. практически целиком энергоузла или энергорайона РЭЭС.

Сказанное в п. 7 обуславливает то, что многие объекты энергоузла находятся в оперативном управлении либо ведении диспетчерских служб энергохозяйства предприя-



ремонт, диспетчером энергосбытовой компании – МЭК, управление собственной генерацией и режимами сетей 110–220 кВ верхнего уровня (включая замкнутые);

2) в обязанности диспетчерской службы (ДС) цеха электрических сетей и подстанций (ЦЭСиП; подразделение, имеющееся на большинстве крупных предприятий) входит управление режимами сетей 35–220 кВ (кроме питающих), руководство оперативными переключениями на всех объектах, находящихся в ее оперативном управлении (сети напряжением 35–220 кВ, включая замкнутые; отдельные участки сетей 6–10 кВ, РУ 35–110 кВ электростанций при переключениях на линиях);

3) сменный оперативный персонал электростанций (применительно к ПАО “ММК” в условиях опосредованного диспетчерского управления) самостоятельно определяет почасовое распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с почасовой суммарной выработкой станции, которая формируется производственной группой УГЭ на основе годовых и месячных планов производства электрической и тепловой энергии и ежесуточно сообщается ЦДС УГЭ начальнику смены станции); суточный график выработки ЦДС также сообщает диспетчеру МЭК, который передает эту информацию в Челябинское РДУ. В условиях же прямого диспетчерского управления РДУ задает почасовую нагрузку станций или отдельных их агрегатов (пример – ТЭЦ ЧМК). Переключениями на линиях, отходящих от РУ генераторного напряжения к другим потребителям, руководит оперативный персонал станции;

4) переключениями на питающих линиях 220 кВ руководит диспетчерский персонал ЧРДУ, 110 кВ – ОДС ПО “МЭС”;

5) переключениями на линиях 35–110 кВ, принадлежащих ПО “МЭС”, руководит диспетчер ОДС ПО “МЭС”;

6) при получении распоряжения от ЧРДУ на вывод в ремонт оборудования его принимает ЦДС, но исполняет ДС ЦЭСиП, в которую ЦДС передает принятое распоряжение;

7) персонал цехов, сторонних потребителей и городских электрических сетей участвует в оперативных переключениях на питающих линиях соответствующего класса напряжения, находящихся в оперативном управлении ДС ЦЭСиП;

8) группа режимов по запросу диспетчера ЦЭСиП оценивает допустимость предполагаемого к реализации режима;

9) центр энергосберегающих технологий (ЦЭСТ) определяет требуемые энергетические показатели оборудования производственных цехов и цехов УГЭ, анализирует фактические показатели и предоставляет результаты анализа в УГЭ.

Производство электроэнергии собственными электростанциями промышленных потребителей Челябинской области<sup>2</sup> составляет существенную долю суммарной установленной мощности – 17.8%. Эта величина сравнима с вкладом Троицкой ГРЭС – крупнейшей электростанции области (23.05%). Электросетевой комплекс крупных промышленных предприятий (в первую очередь ПАО “ММК”, ЧМК (АО “Электросеть”), АО “ЧЭМК”) по масштабам также сопоставим с рядом сетевых компаний, что во многом обуславливает их статус ТСО. Наибольшей протяженностью линий напряжением 110 кВ характеризуются филиал “Челябэнерго” МРСК Урала (5355 км), ПАО “ММК” (327 км); линий 35 кВ – также “Челябэнерго” (2710 км), ПАО “ММК” (193.7 км), АО “Горэлектросеть” г. Магнитогорска (73.8 км), ФГУП “ПО “Маяк”” (65.3 км). Филиал “Челябэнерго” МРСК Урала включает в себя, кроме прочего, ПО “Челябинские городские электрические сети”, охватывающее большую часть территории г. Челябинска.

<sup>2</sup> Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Челябинской области на 2019–2023 годы. Утв. распоряжением Губернатора Челябинской области от 28.04.2018 г. № 503-р. – По материалам официального сайта Правительства Челябинской области <https://pravmin74.ru/npa/rasporyazhenie-gubernatora-chelyabinskoy-oblasti-no-503-r-ot-28-aprelya-2018-goda-ob>.

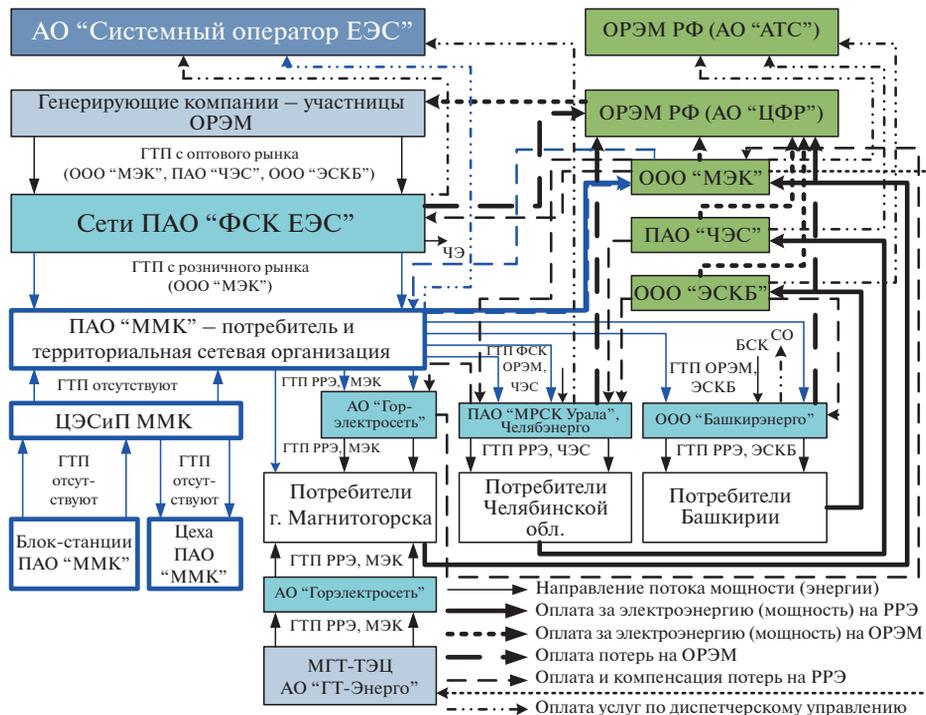


Рис. 3. Взаимодействие крупного градообразующего промышленного предприятия с энергосбытовыми компаниями, смежными сетевыми компаниями и сторонними потребителями.

По трансформаторной мощности лидируют (вслед за МРСК Урала и ФСК ЕЭС) ПАО "ММК" (5540 МВА), АО "Электросеть" (2787 МВА), ПАО "РЖД" (2191 МВА), АО "ЧЭМК" (1110 МВА) и АО "Горэлектросеть" г. Магнитогорска (1022 МВА). При этом к АО "Электросеть" (г. Челябинск) относится значительная часть электросетевого хозяйства Челябинского металлургического комбината. Сложность, загруженность и протяженность электрических сетей крупных промышленных предприятий обуславливают необходимость организации собственного оперативно-диспетчерского управления этими объектами.

Взаимодействие с энергосбытовыми компаниями крупного промышленного потребителя определяется тем, является ли он субъектом ОРЭМ РФ. Выход на оптовый рынок непосредственно для потребителей затруднен, поэтому довольно часто имеет место структура, показанная на рис. 3 (на примере ПАО "ММК").

В данном случае промышленное предприятие имеет границы балансового раздела с сетевыми компаниями ПАО "ФСК", ПАО "МРСК Урала", ООО "Башкирэнерго", АО "Горэлектросеть" и непосредственно с потребителями (например, метизно-калывочный завод, цементный завод и т.д.). Поставки электроэнергии осуществляются на розничном рынке гарантирующим поставщиком ООО "МЭК", у которого приобретают электроэнергию промышленные (включая ПАО "ММК") и непромышленные (включая население) потребители г. Магнитогорска; кроме того, осуществляется покупка потерь ТСО – также ПАО "ММК", АО "Горэлектросеть" и др.

Компенсация потерь электроэнергии производится косвенным путем со стороны ООО "МЭК" за счет оплаты потребителями услуг по передаче электроэнергии. Например, АО "Горэлектросеть" приобретает у ООО "МЭК" электроэнергию для ком-

пенсации потерь, ООО “МЭК”, в свою очередь, оплачивает ПАО “МРСК Урала” услуги по передаче электроэнергии своим потребителям, в т.ч. через сети смежных сетевых организаций (в Магнитогорском энергорайоне это АО “Горэлектросеть”, ПАО “ММК”, ПАО “ММК-МЕТИЗ” и ряд мелких компаний); ПАО “МРСК Урала” же оплачивает услуги по передаче электроэнергии потребителям ООО “МЭК”, присоединенным к сетям АО “Горэлектросеть”. Такая структура финансовых потоков справедлива для потребителей, заключивших с ООО “МЭК” договор энергоснабжения, в случае же наличия договора купли-продажи электроэнергии потребитель самостоятельно оплачивает сетевым организациям услуги по передаче электроэнергии. Так, ПАО “ММК” имеет договор на приобретение услуг по передаче электроэнергии с ПАО “ФСК ЕЭС”. К сетям ММК присоединены потребители МЭК непосредственно и через смежные сетевые организации, вследствие чего МЭК компенсирует ММК (как ТСО) затраты, связанные с передачей электроэнергии своим потребителям.

Поскольку наиболее крупный потребитель – ММК – владеет собственными электростанциями, позволяющими регулировать потребление как собственно предприятия, так и всего энергоузла, это облегчает разработку прогнозных графиков нагрузки со стороны МЭК при участии в торгах на РСВ и создает возможности по снижению узловой цены. Кроме того, появляется возможность участия с ценовыми заявками в торгах на балансирующем рынке.

Таким образом, можно выделить следующие характерные особенности крупных энергоемких промышленных предприятий с собственной генерирующей базой как объектов электроэнергетики:

1) значительная доля нагрузки предприятия в суммарной нагрузке энергорайона (энергоузла). Так, при суммарном максимуме нагрузки МЭУ, равном 1400 МВт, вклад собственно ММК составляет около 900 МВт;

2) высокая концентрация нагрузки на территории предприятия;

3) большой объем вторичных энергоносителей, используемых для производства электрической и тепловой энергии;

4) значительная доля покрытия нагрузки за счет собственных электростанций;

5) система электроснабжения предприятия обеспечивает электроэнергией большинство потребителей узла, в первую очередь это касается сетей 110–220 кВ; эти сети чаще всего присоединены непосредственно к сетям ФСК ЕЭС, передача электроэнергии сторонним потребителям, как правило, осуществляется через сети смежных сетевых организаций;

6) преобладание относительно коротких линий электропередачи и незначительная доля сетей замкнутой конфигурации;

7) сложная структура оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством, предусматривающая управление выработкой и распределением всех видов энергоносителей на предприятии, включая электроэнергию. Диспетчерская служба управления главного энергетика находится в оперативном подчинении непосредственно Системного оператора ЕЭС (регионального диспетчерского управления) и взаимодействует с диспетчерскими службами энергосбытовой компании, смежных сетевых компаний, а также потребителей. Диспетчерская служба цеха электрических сетей и подстанций играет роль центра управления сетями и наделена широкими полномочиями в части операционных функций, взаимодействуя при этом с ДС УГЭ, а по ряду вопросов – со смежными сетевыми компаниями и потребителями;

8) первоочередное влияние технологического процесса предприятия на структуру и режимы электрических сетей (графики электрических нагрузок, требования по надежности электроснабжения) и станций (графики тепловых нагрузок и графики выработки вторичных энергоносителей);

9) предприятие может быть наделено правом (по соответствующему соглашению с Системным оператором ЕЭС) самостоятельно формировать программы производства и суточные графики нагрузки собственных электростанций;

10) качественная схожесть энергоузла или энергорайона с региональной энергосистемой по структуре баланса электроэнергии и мощности, конфигурации электрических сетей высших классов напряжения, структуре оперативно-диспетчерского управления, количеству действующих сетевых и энергосбытовых организаций, а в ряде случаев – и по суммарной нагрузке.

### СВОЙСТВА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ КАК БОЛЬШИХ СИСТЕМ

Перечисленные выше характерные свойства СЭС говорят, что им в той или иной мере присущи свойства больших производственно-экономических систем, а именно [2, с. 16–20], [3, с. 13–24]:

1) структурная и динамическая сложность; во многом определяется существенным влиянием на режим СЭС отдельных электроприемников, а не крупных узлов нагрузки. Режим работы электроприемников, в свою очередь, зависит от их технологической принадлежности, следовательно, как на цеховом, так и на заводском уровне СЭС нельзя рассматривать ее структуру и режим в отрыве от технологического процесса и оборудования. Динамическая сложность определяется большим количеством вращающихся машин с различным характером противодействующего момента, участвующих в переходных процессах; в ряде случаев единичные мощности высоковольтных двигателей соизмеримы с мощностями некоторых генераторов собственных электростанций. При рассмотрении установившихся режимов более важной представляется эволюционная сложность СЭС, которая будет связана с изменением объемов производства каждого из структурных подразделений предприятия по каждому из видов продукции, освоением новых рынков, ужесточением требований по экологичности, изменением цен как на сырье, товары и услуги, так и на готовую продукцию (в т.ч. энергоносители) и т.д. Следует отметить также преобладание сильных связей на уровне СЭС “электростанции – сети 110–220 кВ” вследствие высокой концентрации большинства объектов на территории предприятия;

2) организованность и управляемость (как системы, характеризующейся свойствами адаптивности и эргатичности); проявляется в наличии нескольких взаимосвязанных определенным образом, но различных по назначению подсистем – генерация, передача, распределение, защита и автоматика, учет и измерения, телемеханика и связь, оперативно-диспетчерское управление, планирование производства, ремонт и обслуживание, – а также в способности получать информацию от внешних систем – технологической, экономической, транспортной подсистем предприятия, а также региональной электроэнергетической системы, и использовать ее для организации своей деятельности; СЭС, как и большинство искусственных человеко-машинных систем при решающей роли человека (эргатических), является самоорганизующейся; процесс самоорганизации в данном случае является результатом целенаправленной деятельности человека;

3) двойственность природы (в смысле, используемом Д.А. Арзамасцевым); проявляется как сочетание причинных свойств [4, с. 5–16], определяющих функционирование СЭС (география потребителей, технология и объем производства продукции, требования по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии, режим энергосистемы, регламенты и условия действующих договоров на РРЭ и ОРЭМ, законодательство и иные нормативные акты в области энергосбережения и экологической политики, цены на энергоносители, планы по реконструкции и развитию производства, появление новых и усовершенствованных типов электротехнического и энергетического оборудо-

дования, появление новых технологий утилизации ВЭР основного производства и т.д.), с частично неопределенными свойствами, связанными с разнообразием технологических процессов и отклонениями их параметров, одновременностью их протекания, плановыми и внеплановыми ремонтными работами, неисполнением договорных обязательств (сбоями поставок и др.), неопределенностью объема заказов на различные виды продукции и т.д.; возможными отклонениями параметров режима энергосистемы; неопределенностью объема и характеристик вторичных энергоресурсов;

4) иерархичность и взаимосвязь с другими системами; проявляется также в тесной взаимосвязи с другими подсистемами промышленного предприятия – технологической, транспортной, финансовой, управления персоналом, в первую очередь, если предприятие является собственником всех объектов СЭС, включая электростанции; при выводе части объектов в дочерние общества такая взаимосвязь может проявляться слабее. Место СЭС в иерархии ЕЭС определяется ее влиянием на режим региональной энергосистемы и энергообъединения, а также транзитом мощности в смежные сетевые организации и сторонним потребителям (крупные ТЭЦ или замкнутые сети 110–220 кВ, принадлежащие предприятию и находящиеся в оперативном управлении его ДС УГЭ, могут находиться в оперативном ведении РДУ и ОДУ – ПАО “ММК”; ТЭЦ предприятия, принадлежащая дочерней структуре, может находиться в оперативном управлении РДУ – ПАО “ЧМК”; предприятие может быть субъектом ОРЭМ – ПАО “Северсталь” и т.д.);

5) многообразие свойств и состояний; при управлении режимами СЭС полная информация об их параметрах доступна, как правило, для сетей 35–220 кВ, трансформаторов 35-220/3–10 кВ, крупных энергоемких объектов 6–10 кВ (главные приводы прокатных станов, турбокомпрессоры кислородных станций и т.д.) и главных схем электростанций. Сети 10 кВ и ниже частично или полностью ненаблюдаемы, имеются лишь графики нагрузки, в ряде случаев регистрируемые вручную, а также результаты зимних и летних контрольных замеров. При этом объем контрольных замеров определяется ЭСО, РДУ и др. структурами и не связан с потребностями ДС УГЭ или ЦЭСиП предприятия. Тем не менее коррелированность нагрузок технологически взаимосвязанных производств или агрегатов можно использовать при оценке недостающих данных, кроме того, использование информации об ожидаемых объеме производства и состоянии технологических агрегатов может упростить коррекцию режима при оперативном управлении им;

6) многовариантность функционирования; возможности управления режимом СЭС во многом ограничиваются особенностями технологического процесса собственных и сторонних потребителей (последнее – в случае выделения вспомогательных цехов в дочерние структуры), требованиями к надежности и бесперебойности электроснабжения, существующими на предприятии технологическими цепочками, договорами на услуги по передаче электроэнергии со сторонними потребителями и смежными сетевыми организациями;

7) многокритериальность; функционирование СЭС крупного градообразующего предприятия во многом определяется двумя критериями – надежным обеспечением электроэнергией собственных потребителей в зависимости от их технологических особенностей и надежным обеспечением транзита электроэнергии в смежные сетевые организации и сторонним потребителям (при заданных требованиях к качеству электроэнергии). При этом должна обеспечиваться экономичная работа энергохозяйства предприятия в целом. Затраты, связанные с выработкой и отдачей в цеха или сторонним потребителям тепловой энергии, химически очищенной воды, конденсата, горячего дутья и т.д., представляют собой дополнительные критерии управления, которые при решении ряда задач могут вырождаться в ограничения. Критерии экономичности и качества являются противоречивыми по отношению к критерию надежности.

Устойчивый динамизм развития, характерный для электроэнергетических систем, в меньшей степени присущ СЭС крупных предприятий, развитие которых определяется модернизацией, реконструкцией и расширением производства, а в ряде случаев, закрытием устаревших цехов, что, в свою очередь, зависит от спроса на продукцию определенных видов, рыночной конъюнктуры, внешнеэкономической, а порой и внешнеполитической ситуации.

## ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ

Перечисленные свойства во многом определяют круг задач управления и подходы к их решению, в частности, виды информации и математический аппарат.

Структурная сложность, иерархичность и связь с другими системами своего класса в сочетании с относительно небольшим по сравнению с ЭЭС числом уровней иерархии, а также преобладанием разомкнутых сетей над замкнутыми, делают целесообразным распространение принципов эквивалентирования как на моделирование узлов примыкания к внешним системам (сторонние потребители, узлы примыкания к РЭЭС или транзита в смежные сетевые организации) с дальнейшим использованием эквивалентов в расчетах, так и на создание имитационных моделей собственно СЭС. При этом необходимо использование подходов теории оценивания состояния, что обусловлено, кроме необходимости выявления и коррекции ошибок измерений, решения прогнозных задач и др., недостаточной наблюдаемостью на цеховом уровне распределения и многообразием как режимов РЭЭС, так и режимов электропотребления технологических агрегатов предприятия.

Свойство двойственности определяет необходимость использования математического аппарата, позволяющего учитывать свойство неопределенности (в первую очередь, электрических нагрузок на различных уровнях СЭС) в различных задачах — расчета параметров нормальных и аварийных режимов и их планирования, оптимизации распределения мощностей и уровней напряжения, анализа надежности, определения стоимости услуг по передаче электроэнергии для сторонних потребителей и ССО и т.д. Наиболее универсальным является подход, основанный на теории нечетких множеств, в частности, на использовании нечетких чисел и правил нечеткого вывода. Его использование позволяет моделировать электрические нагрузки, в условиях СЭС, как правило, не подчиняющиеся нормальному закону распределения, характеристики ущербов при оценке надежности и производственных рисков, характеристики генерирующего оборудования и энергоносителей, балансовые условия на границе раздела со смежными объектами энергетики и др.

Организованность, управляемость, многокритериальность определяют подходы, используемые при оптимизации режимов. Использование на собственных электростанциях разнородного генерирующего оборудования, нескольких видов топлива обуславливают применение методов, не предъявляющих требований к виду целевой функции и уравнений связи. Относительно небольшое (по сравнению с ЭЭС) количество генерирующих единиц делают достаточно удобным использование метода динамического программирования, с трудом применимого в условиях ЭЭС вследствие высоких требований к вычислительным ресурсам.

Эргатичность СЭС, являющейся по отношению к ЭЭС ее подсистемой, вызывает необходимость разработки системы поддержки принятия решений на всех уровнях управления СЭС (ДС УГЭ, ДС ЦЭСиП, сменный персонал электростанций, службы планирования УГЭ, ЦЭСТ, экономического управления), учитывающей тот факт, что СЭС является одной из производственных подсистем промышленного предприятия.

Системные свойства в целом СЭС приводят к необходимости широкого использования экспертных оценок [5, с. 73–110], а также методов и средств имитационного моделирования.

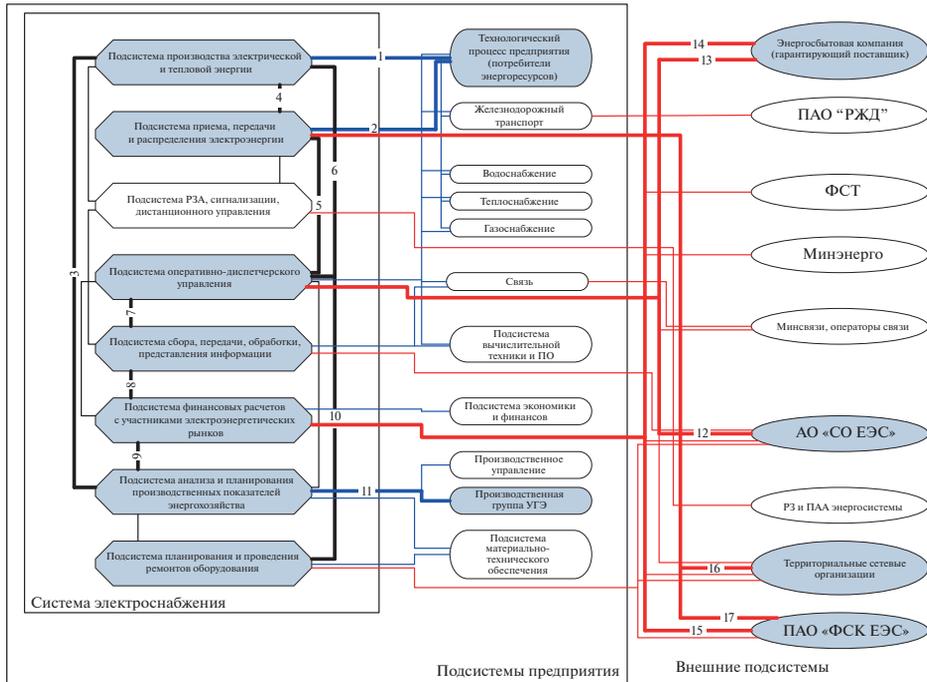


Рис. 4. Схема внутренних и внешних связей системы электроснабжения промышленного предприятия с собственной генерацией.

Можно выделить следующие внутренние подсистемы:

1) подсистема производства электроэнергии и тепловой энергии, а также сопутствующих энергоносителей – собственные электростанции предприятия;

– связана с подсистемами водоснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, железнодорожного транспорта; связана с технологической подсистемой предприятия (отпуск пара на технологические нужды цехов, подача горячего дутья в доменные печи и т.д.);

– связана с Системным оператором ЕЭС, т.к. электростанции находятся в оперативном ведении РДУ (ОДУ), в ряде случаев – в оперативном управлении; оперативное взаимодействие может быть как прямым, так и опосредованным (через ДС УТЭ); на рис. 4 показан случай опосредованного диспетчерского управления;

2) подсистема приема, передачи и распределения электроэнергии – электрические сети (линии электропередачи, подстанции);

– связана с региональной электроэнергетической системой, представленной ФСК и территориальными сетевыми организациями, с технологической подсистемой предприятия;

3) подсистема защиты, автоматики, сигнализации, дистанционного управления оборудованием электрических станций и сетей;

– связана с системой противоаварийной автоматики и релейной защиты РЭЭС как посредством параметров режима первичных цепей, так и при помощи каналов связи;

4) подсистема оперативно-диспетчерского управления;

– связана с подсистемами более высокого уровня иерархии (РДУ, ОДУ), с подсистемами диспетчерского управления водоснабжением, теплоснабжением, газоснабжением, железнодорожным транспортом (поставки угля), подсистемами телефонной

связи и радиосвязи, обслуживания вычислительной техники, разработки и сопровождения программного обеспечения;

5) подсистема сбора, передачи, обработки, представления информации о параметрах режима и состоянии оборудования;

– связана с подсистемой телемеханики РЭЭС, подсистемами телефонной связи и радиосвязи, обслуживания вычислительной техники, разработки и сопровождения программного обеспечения;

6) подсистема финансовых расчетов с участниками электроэнергетических рынков;

– связана с Минэнерго (утверждение нормативов технологических потерь электроэнергии – НТПЭ), Федеральной службой по тарифам (утверждение тарифов на услуги по передаче электроэнергии), сетевыми компаниями (оплата услуг по передаче электроэнергии), Системным оператором ЕЭС (оплата услуг по диспетчерскому управлению), энергосбытовой компанией (оплата электроэнергии и мощности на собственные нужды; оплата электроэнергии для компенсации потерь – для предприятий с правами ТСО); кроме того, связана с подсистемой финансовых расчетов на предприятии (финансово-экономическое управление, главная бухгалтерия);

7) подсистема анализа и планирования производственных показателей энергохозяйства;

– связана с аналогичными подсистемами других производственных процессов предприятия (производственное управление); с подсистемой обеспечения энергоресурсами (производственная группа УГЭ);

8) подсистема планирования и проведения ремонтов и профилактических испытаний оборудования;

– связана с подсистемой обеспечения оборудованием и материалами, с внешними подрядными организациями, с внешними подсистемами планирования и проведения ремонтов оборудования РЭЭС (Системный оператор ЕЭС, сетевые компании).

Схема внутренних и внешних связей показана на рис. 4.

На рисунке 4 наиболее сильные с точки зрения управления эксплуатационными режимами связи выделены утолщенными линиями и пронумерованы, соответствующие подсистемы также выделены. Связи 1, 2, 4, 15, 17 носят материальный характер и обусловлены физическими связями между элементами электрической системы, включая электроприемники (2) и теплопотребляющие установки (1). Связи 14 и 15 также являются материальными и связаны с финансовыми расчетами между предприятием и энергосбытовой компанией, а также между предприятием и сетевой компанией. Связи 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 16, 17 являются информационными и связаны, в первую очередь, с оперативно-диспетчерским управлением СЭС, в т.ч. рассмотрением заявок на проведение ремонтов (10), выдачей и контролем выполнения производственного задания (11, 3). Большинство подсистем имеют собственную иерархическую структуру. Уровни иерархии и поперечные связи для основных подсистем показаны ранее на рис. 1, 2, 3. Связь с другими подсистемами обуславливает применение итеративных подходов.

## ПРИМЕР ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ПОДХОДОВ

В рамках практического использования предлагаемых подходов научным коллективом кафедры электроснабжения промышленных предприятий МГТУ им. Г.И. Носова при участии автора разработано математическое и алгоритмическое обеспечение, реализованное в программном комплексе (ПК) “КАТРАН” [6]. ПК включает в себя модули расчета установившегося режима и потерь активной мощности систем электроснабжения с прилегающими участками электроэнергетической системы, токов и остаточных напряжений в режиме короткого замыкания, структурной надежности,

оптимизации распределения активных мощностей системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями и ряд других.

Модуль расчета установившегося режима основан на методе последовательного эквивалентирования [7] и обеспечивает хорошую сходимость (2–3 итерации) в схемах со значительной долей участков разомкнутой конфигурации при наличии местной генерации и при нескольких узлах примыкания к сетям РЭЭС (при задании части из них как PQ-узлов, части – как PU-узлов). При необходимости оценки неопределенности режимных параметров использовано представление нагрузок их в виде нечетких интервалов [8], что позволяет учесть несоответствие большинства нагрузок подразделений промышленного предприятия нормальному закону распределения. Модуль расчета структурной надежности основан на том же методическом подходе [9] и позволяет учесть распределение мощностей в схеме при оценке надежности электроснабжения какого-либо подразделения либо при оценке надежности выдачи мощности какой-либо местной электростанцией. В зависимости от решаемой задачи более высокий уровень иерархии (сети 110–220 кВ предприятия; энергосистема и т.д.) может детализовываться или задаваться одним или несколькими эквивалентами.

Модуль оптимизации распределения активных мощностей базируется на методе дискретного динамического программирования [10], что позволяет задавать в расчет технико-экономические характеристики агрегатов собственных электростанций промышленного предприятия, на которых зачастую используется одновременно несколько видов топлива, включая вторичные энергоресурсы. Зависимости затрат на генерацию от выработки активной мощности при этом имеют ступенчатый вид, что затрудняет применение других методов оптимизации. Предусматривается решение задачи оптимизации и на общезаводском, и на станционном уровне [11] с учетом условий связи с РЭЭС, что позволяет учесть свойство иерархичности.

На основе метода последовательного эквивалентирования разработана методика определения вклада сторонних потребителей предприятия, подключенных в различных точках, и его собственных электростанций с различной себестоимостью электроэнергии в потери мощности (в натуральном и в стоимостном выражении) в системе электроснабжения предприятия. Это позволяет более корректно оценить технико-экономические показатели промышленных электрических сетей и обеспечить полноту компенсации стоимости потерь сторонними потребителями, совершенствуя тем самым систему взаиморасчетов с гарантирующим поставщиком и со смежными сетевыми организациями.

Созданный программный комплекс прошел промышленное внедрение и используется на ПАО «ММК» в группе режимов (во взаимодействии с центральной диспетчерской службой управления главного энергетика и диспетчерской службой цеха электрических сетей и подстанций) и в центре энергосберегающих технологий. С его помощью разработаны и внедрены мероприятия, направленные на уменьшение потерь электроэнергии в системе электроснабжения, сокращение затрат на покупные виды топлива на электростанциях, снижение ущерба при нарушениях электроснабжения, а в конечном счете – на снижение себестоимости готовой продукции и на повышение ее конкурентоспособности.

## ВЫВОДЫ

1. Системы электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными генерирующими источниками обладают свойствами больших систем и должны рассматриваться с позиций системного подхода.

2. Качественно такие системы электроснабжения схожи с электроэнергетическими системами, что обусловлено значительной суммарной нагрузкой, существенной долей ее покрытия собственными электростанциями предприятия, наличием сложнза-

мкнутых сетей напряжением 110–220 кВ, значительным влиянием со стороны системы электроснабжения на режим энергообъединения (ряд таких объектов находится в оперативном ведении объединенных диспетчерских управлений).

3. При создании математического и программного обеспечения управления режимами таких систем электроснабжения необходимо учитывать их специфические особенности, обусловленные тесной взаимосвязью с технологическим процессом предприятия, питанием от СЭС городской нагрузки и близлежащих населенных пунктов, зависимостью собственной генерации от выработки вторичных энергоресурсов (технологические газы, вторичный пар и т.д.).

4. Неопределенность режимных параметров для большинства узлов и ветвей обусловлена не функционированием большой совокупности электроприемников, а технологическими цехами, участками, иногда – отдельными агрегатами при отсутствии устойчивых статистических оценок, что делает невозможным использование нормального закона распределения.

5. Оценка экономических показателей режима СЭС должна учитывать разнородность технико-экономических характеристик объектов собственной генерации, динамику изменения цен на различные виды первичных и вторичных энергоресурсов, функционирование СЭС как зарегистрированной территориальной сетевой организации (что достаточно часто имеет место) и правильность взаиморасчетов с энергосбытовой организацией и региональной сетевой компанией, динамику цен на ОРЭМ и розничном рынке электроэнергии.

6. При разработке мероприятий по совершенствованию режимов работы СЭС необходим учет иерархической структуры оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством и его взаимосвязь как с внутренними подсистемами предприятия (технологическая, финансово-экономическая, ремонтно-сервисная и т.д.), так и с внешними системами (оптовый и розничный рынки электроэнергии, смежные сетевые организации, Системный оператор ЕЭС, комплекс природных факторов и др.).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Никифоров Г.В., Олейников В.К., Заславец Б.И., Шеметов А.Н.* Управление электропотреблением и энергосбережение. Теория и практика: монография. Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013. 422 с.
2. *Арзамасцев Д.А., Липес А.В., Мызин А.Л.* Модели оптимизации развития энергосистем. М.: Высш. шк., 1987. 272 с.
3. *Воротай Н.И.* Теория систем для электроэнергетиков. Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000. 273 с.
4. *Мелентьев Л.А.* Методология системных исследований в энергетике. М.: Наука, 1983. 289 с.
5. *Макаров А.А.* Системные исследования развития энергетики. М.: Изд. дом МЭИ, 2015. 280 с.
6. А.с. №2019610251 RU Программа для ЭВМ “Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 10.0”. 09.01.2019 / В.А. Игуменщев, А.В. Малафеев, Е.А. Панова, А.В. Варганова, О.В. Газизова, Ю.Н. Кондрашова, В.В. Зиновьев, А.И. Юлдашева, А.А. Крубцова, Н.А. Анисимова, А.Т. Насибуллин, М.А. Тремасов, В.С. Щербакова, В.К. Богуш // Оф. Бюл. “Программы для ЭВМ, базы данных, ТИМС”. М.: ФИПС, 2019. 1 с.
7. *Игуменщев В.А., Заславец Б.И., Малафеев А.В., Буланова О.В., Ротанова Ю.Н.* Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчета режимов сложных систем электроснабжения // Промышленная энергетика. 2008. № 6. С. 16–22.
8. *Малафеев А.В., Крубцова А.А.* Прогнозирование электрической нагрузки цехов // Главный энергетик. 2015. № 10. С. 14–18.
9. *Малафеев А.В.* Алгоритм расчета структурной надежности систем электроснабжения крупных промышленных предприятий на основе метода последовательного эквивалентирования // Известия РАН. Энергетика. 2016. № 4. С. 62–72.
10. *Малафеев А.В.* Определение экономически целесообразной загрузки электростанций промышленного предприятия методом динамического программирования // Известия вузов. Электромеханика. 2004. № 2. С. 95–99.
11. *Варганова А.В., Малафеев А.В.* Энергоэффективное распределение тепла между котлоагрегатами промышленных электростанций с применением ЭВМ // Электрические станции. 2017. № 11. С. 23–27.

---

**Approaches to Managing the Modes of an Large Industrial Power Supply System,  
Taking into Account Its System Properties**

**A. V. Malafeev\***

*FSBEI HE Nosov Magnitogorsk State Technical University, Magnitogorsk, Russia*

*\*e-mail: malapheev\_av@mail.ru*

The paper deals with modern problems in the field of control of the modes of power supply systems of large industrial enterprises. The analysis of the structure of an industrial power unit is carried out on the example of one of the large enterprises of ferrous metallurgy. The structure of the operational dispatch management of the enterprise's energy sector and its interconnection, as well as interaction with energy sales companies, related grid companies and third-party consumers, are considered. The properties of such objects are formulated, allowing them to be classified as large production and economic systems. On their basis, conclusions were drawn about the approaches that must be applied when solving problems of regime control, as well as the requirements for mathematical methods for calculating and optimizing the regimes of large industrial power supply systems.

*Keywords:* electric power supply system, large production and economic system, structural complexity, duality, hierarchy, multivariate, multi-criteria, organization, manageability, ergaticity